

DISCURSO DE INGRESO

El mercado global de gas natural licuado¹ **World liquefied natural gas market**

Manuel Nofuentes Caballero²

Académico Correspondiente de la Sección de ingeniería. Real Academia de Doctores de España
manuel.nofuentes@energyavm.es

RESUMEN

El Gas natural licuado ha experimentado un importante crecimiento en las últimas décadas y supone un importante medio para garantizar la seguridad de los sistemas energéticos mundiales.

ABSTRACT

The Liquefied Natural Gas have had a relevant growth in the last decades and it implies an important mean in order to guarantee the safety of the Energy systems worldwide.

PALABRAS CLAVE: Gas natural, gas natural licuado, energía, sistemas eléctricos.

KEYWORDS: Natural gas, Liquefied natural gas, energy, power system.

¹ Discurso de ingreso como Académico Correspondiente del Dr. D. Manuel Nofuentes Caballero pronunciado el 16-05-2017.

² Doctor Ingeniero de Minas y Energía por la Universidad Politécnica de Madrid. Máster en Dirección de Empresas y Graduado en Dirección General por el IESE (Universidad de Navarra).

1. INTRODUCCIÓN

El gas natural es un elemento que resulta habitual en nuestras vidas, lo usamos para cocinar nuestros alimentos, proporcionarnos calefacción, calentar el agua de nuestras viviendas y en los últimos años hemos empezado a ver automóviles movidos por este combustible. Puede parecer que el hecho de que llegue a nuestras casas es un proceso sencillo a través de unas tuberías y poco más, pero nada más lejos de la realidad.

El que podamos disponer del gas natural implica la existencia de unos procesos complejos que se han ido desarrollando, con mayor celeridad a partir de la década de los sesenta del siglo pasado, y que son buena muestra de la creatividad humana y de su afán de superación. Desde campos tan diversos como la ingeniería, la química, la física, las matemáticas, la economía e incluso el derecho ha sido posible que en la actualidad sea posible la extracción de gas desde yacimientos profundos y complejos, su transporte en estado gaseoso o líquido a largas distancias y su compraventa en mercados mayoristas organizados para su posterior consumo en distintos destinos; centrales de generación de energía eléctrica, procesos industriales, sector residencial y en los últimos tiempos como combustibles en buques y automóviles.

No debemos olvidar, que en los últimos 20 años el peso del gas natural en el consumo mundial de energía primaria se ha incrementado considerablemente, alcanzando en la actualidad un valor en torno al 22%. Esta tendencia ha sido incluso más acusada en lo que se refiere a su uso en la generación de energía eléctrica donde su aumento se ha debido a su uso como combustible de sustitución del petróleo y sus derivados. El uso del gas en generación eléctrica prácticamente se ha duplicado desde la primera crisis del petróleo gracias a los avances tecnológicos en el desarrollo y construcción de centrales eléctricas de ciclo combinado de gas. En 1973 el gas representaba el 12% del consumo energético mundial dedicado a la producción de electricidad, mientras que el 2012 había alcanzado el 22%. En contraste, el peso de los productos petrolíferos en el mix de generación eléctrica mundial se ha reducido en un 80% en el mismo periodo, suponiendo un porcentaje del 25% en el año 1973 y solo un 5% en 2012. Este drástico cambio ha sido debido a tres efectos simultáneos; los menores precios en general del gas natural frente a los productos petrolíferos destinados a la producción de electricidad, el desarrollo a partir de los años noventa del pasado siglo de las centrales de ciclo combinado de gas más eficientes y con menor coste de inversión y operación y, finalmente, una mayor preocupación por los efectos de la combustión de combustibles fósiles en el medio ambiente que se ha traducido en la implantación de restricciones a la emisión de contaminantes en numerosos países y que ha jugado a favor de un combustible más limpio como el gas natural frente al carbón.

2. ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Pero comencemos, aunque sea brevemente, esta historia desde el principio.

El gas natural es mayoritariamente una mezcla de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano, localizados en formaciones geológicas, porosas y estancas, a presiones relativamente elevadas, los cuales conforman los yacimientos de hidrocarburos. El origen del gas natural, del mismo modo que el del petróleo se ha visto envuelto en una serie de discusiones, no obstante, la hipótesis más extendida es que proceden de materia orgánica procedente de ambientes lacustres o marinos depositada mediante un proceso de sedimentación. Este material al quedar enterrado y ocupando los poros de la roca almacén donde queda atrapado, a través de procesos fisicoquímicos es transformado en petróleo y gas natural. Ello solo es posible gracias a la acción de la temperatura y la presión, que aumentan con la profundidad, y al paso del tiempo geológico, al que se ve sometido esta materia. Esto hace que el gas natural se pueda encontrar acompañando al petróleo o bien en yacimientos exclusivos de gas.

Estos yacimientos según su modo de confinamiento pueden ser clasificados en dos categorías; yacimientos convencionales, en estos el gas natural se encuentra atrapado en una estructura de roca sedimentaria porosa limitada por capas de rocas impermeables que evitan que el gas escape a la superficie (trampas estratigráficas o estructurales) y yacimientos no convencionales que son aquellos más continuos consistentes en una acumulación de capas sedimentarias de baja permeabilidad que atrapan el gas entre ellas.

El gas natural y en concreto su principal componente, el metano, tiene una característica crucial a la hora de poder transportarse en buques a largas distancias. Es el hecho de que a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ y presión atmosférica el metano se licúa reduciéndose su volumen en este estado casi 600 veces de lo que ocupa en estado gaseoso. Esta propiedad ha posibilitado el desarrollo de una importante industria, con menos de cincuenta años de historia, que detallaremos en las siguientes páginas.

Las noticias más antiguas que se tienen sobre la presencia del gas natural se refieren a emanaciones naturales que entraban en combustión por causas naturales, como podía ser por efecto de los rayos durante las tormentas. Numerosos casos se encuentran desde el año 1000 A.C. en Grecia, India, Persia, etc., en los que habitualmente se atribuían a la acción de los dioses.

El primer aprovechamiento conocido del gas natural está datado en China 500 años A.C., donde emanaciones de gas eran transportadas mediante rudimentarias tuberías fabricadas con bambú hasta lugares donde se usaba para hervir agua de mar y poder separar la sal.

No obstante, no fue hasta siglos después donde podemos comenzar a ver el uso del gas de un modo más extendido, aunque en este caso no se trataba de gas natural sino de gas de

síntesis obtenido a partir del carbón y otros productos. En 1791, en el Reino Unido, William Murdock desarrolló el primer sistema de tuberías para la distribución de gas a casas particulares y construyó la primera fábrica para la producción de gas de iluminación en Birmingham a partir de la destilación del carbón. En 1802, durante las celebraciones de la Paz de Amiens, ya había varias calles con alumbrado público en la ciudad, que motivaron numerosos comentarios e incluso cierto temor por parte de sus habitantes.

En los Estados Unidos, la primera demostración del uso del gas con estos fines se produjo en Filadelfia en 1796. Rembrandt Peale, un emprendedor en distintos campos, constituyó en 1816 la primera compañía americana de gas, alumbrando la ciudad de Baltimore que en aquella época contaba con 55.000 habitantes. En los años siguientes, nuevas compañías de gas fueron creadas en otras ciudades, Nueva York en 1823, Boston en 1828, Nueva Orleans en 1832 y así sucesivamente.

Los primeros hallazgos de yacimientos de gas natural y su uso a nivel comercial tienen lugar en los Estados Unidos, en concreto en la década de los años veinte del siglo XIX en el estado de Nueva York. Con posterioridad se creó la primera compañía americana de gas natural. Pocos años antes de la guerra civil americana que enfrentaría a los estados del norte con los del sur, en 1859, existían ya más de 180 empresas gasistas en Estados Unidos y Canadá.

El primer transporte de gas a presión se produce en 1872 entre Newton y Titusville. Dos años después se inició el uso industrial del gas natural, en concreto en la industria metalúrgica. En 1880 la empresa Bradford Gas realizó el primer transporte a alta presión, tal y como se concibe en la actualidad, utilizando un sistema de compresión. Sin embargo, estas primeras redes eran muy ineficientes y no fue hasta pasada la Segunda Guerra Mundial, con los avances en la metalurgia, los materiales y las técnicas de soldadura, cuando llegó el verdadero desarrollo en el transporte de gas natural por tubería.

En el caso europeo, la industria del gas natural no tuvo realmente su lanzamiento hasta el descubrimiento en 1959 del gigantesco yacimiento de Groningen en el norte de Holanda. Las entradas de gas natural procedente de la antigua Unión Soviética, Argelia y Noruega que siguieron en las siguientes décadas estuvieron fuertemente influenciadas, especialmente en lo que se refiere al precio, por las exportaciones del gas natural holandés a sus países vecinos.

Simultáneamente, durante el periodo que abarca la segunda mitad del siglo XIX, se produjo un gran interés por el desarrollo de técnicas que permitiesen la licuefacción de los gases. Varios científicos, incluyendo a Lord Kelvin, Michael Faraday y James Joule, hicieron experimentos en este campo. En 1886 Karol Olszewski consiguió obtener metano en estado líquido, el principal elemento del gas natural. A principios del siglo XX ya se conocían los procesos necesarios para licuar los diversos componentes del gas natural. El siguiente paso se dio en el sentido de desarrollar sistemas capaces de almacenar el gas natural licuado. En 1915 Geoffrey Cabot patentó un método para almacenar gas a muy

baja temperatura. En la década de los treinta, Lee Twomey patentó un proceso para la obtención y almacenamiento de gas natural licuado a gran escala, a partir del proceso desarrollado por James Joule y William Thompson, con objeto de poder tener un gas de reserva para su uso en posibles olas de frío. Era el paso definitivo para el desarrollo de la tecnología actual, con ello se conseguía almacenar el gas natural en estado líquido ocupando un volumen 600 veces menor que en estado gaseoso.

En 1940, la East Ohio Gas Company construyó la primera planta de licuefacción de gas natural del mundo en Cleveland. La planta funcionó sin problemas durante cuatro años proporcionando gas natural regasificado durante la época invernal. Sin embargo, a finales de 1944 se produjo una fuga que degeneró en una grave explosión produciendo la muerte de más de cien personas. Este accidente pospuso la utilización de esta tecnología durante quince años.

Los avances durante los años cincuenta en el campo de las aleaciones resistentes a bajas temperaturas y los materiales aislantes, produjo un resurgimiento de esta tecnología a finales de la década. Un buque de carga convencional, el Methane Pioneer, fue convertido para transportar gas natural licuado y realizó la primera travesía de este tipo en 1959 entre Luisiana, en la costa suroriental de los Estados Unidos, y el Reino Unido. En 1964 entró en servicio el primer buque metanero construido ex profeso para este cometido, el Methane Princess, con destino a transportar gas argelino a Francia y el Reino Unido. En 1969 otros suministros de gas natural se habían ya establecido con origen en Argelia y Libia y con destino a Italia y a nuestro propio país. Ese mismo año se produjo el primer transporte de gas natural licuado a través del Océano Pacífico desde Alaska hasta Japón. En 1972 se producen las primeras importaciones en los Estados Unidos. El gas natural podía ser ahora transportado por vía marítima a través de los océanos del mismo modo que ocurría con el petróleo.

Por consiguiente, a partir de 1964 se produce el nacimiento del transporte marítimo de gas natural licuado y en paralelo el incremento de la capacidad de licuefacción y regasificación mundial, que tuvo su primer desarrollo más acusado en el periodo comprendido entre 1972 y 1978. Este crecimiento inicial ocurrió principalmente a partir de la entrada de nuevas producciones de gas natural en Argelia, Abu Dhabi, Brunei e Indonesia.

En los años ochenta y primera mitad de los noventa se produjo una ralentización en la construcción de nuevos proyectos, de modo que en estas décadas el crecimiento medio de la capacidad de licuefacción fue solo del 4,7% anual. En este periodo los mayores productores eran Argelia, Indonesia, Malasia y Australia, contabilizando los tres primeros el 80% de las exportaciones totales de gas natural licuado a nivel mundial.

Desde 1996 la tendencia cambió radicalmente principalmente por la entrada en producción de los nuevos yacimientos de Trinidad y Tobago y Catar y por el desarrollo de la generación eléctrica a partir de las nuevas plantas de ciclo combinado de gas. Este nuevo marco produjo

que las tasas de crecimiento anual de la capacidad de licuefacción se duplicasen en el periodo comprendido entre 1996 y 2006. En 2012 Qatar se había convertido en el principal exportador de gas natural licuado alcanzando una cuota del 33% a nivel global.

Por el lado de la demanda, aunque Europa era el destino inicial de los cargamentos de gas natural licuado, los países de Extremo Oriente y principalmente Japón, emergieron como la región con mayor demanda. Entre 1975 y 1996, la demanda en la zona asiática, liderada principalmente por Japón, Corea del Sur y Taiwán, tuvo un incremento medio anual cuatro veces y media superior al crecimiento de la demanda conjunta entre Europa y Estados Unidos (3,31 bcm/año versus 0,76 bcm/año). A principios de los años 90, Japón, Taiwán y Corea del Sur contabilizaban aproximadamente el 75% de las importaciones de gas natural licuado y aunque en 2009 habían caído hasta el 50%, la entrada de nuevos consumos en China y la India han generado que la cuota de demanda del mercado asiático se sitúe en torno al 70%, con expectativas de crecer en los próximos años. También desde 1996 la demanda en la zona atlántica comenzó a despegar alcanzando valores de crecimiento anual muy similares a los de la zona asiática hasta el año 2009. En Europa la mayor demanda en la actualidad proviene de España, Reino Unido, Bélgica, Francia e Italia.

3. LA INDUSTRIA DEL GAS

En la actualidad las reservas disponibles de gas natural son suficientemente grandes para soportar una expansión significativa de la demanda en el futuro. A fines de 2014 se estimaban en 187 trillones de metros cúbicos (*unidad americana*) equivalentes a 53 años de producción a los actuales niveles. De esta cantidad aproximadamente el 44% se corresponden a reservas de gas natural no convencional extraíbles mediante técnicas de fracturación hidráulica, coloquialmente conocida como “fracking”. El “fracking” ha generado una auténtica revolución en la industria del gas. Aunque es una tecnología conocida desde hace décadas en el sector del petróleo, solo en los últimos diez años ha comenzado a aplicarse a la explotación de yacimientos de gas natural en Estados Unidos. Consistente en la utilización de métodos de fracturación hidráulica a partir de los sondeos de producción, ha permitido que yacimientos que inicialmente no se preveía que fueran rentables, se hayan convertido en viables económicamente y con ello poderse llevar a cabo su explotación. En la actualidad más del 40% de la producción de gas natural en Estados Unidos proviene de yacimientos de este tipo y ha dado lugar a que un país que era importador neto de gas se haya convertido en un país exportador, cuyo primer buque metanero salió de la terminal de licuefacción de Sabine Pass, en la costa del Golfo de Méjico, a finales de 2015.

El volumen de reservas se ha ido incrementando considerablemente en las últimas tres décadas, triplicándose respecto a los valores que había en el año 1980. Desde el año 1997 los mayores incrementos en las reservas de gas natural se han producido en Catar, Turkmenistán e Irán, de modo que las mayores reservas se encuentran en Oriente Medio y

Eurasia. No obstante, en los países con mayor disponibilidad de reservas existe poca correlación entre estas y sus niveles de producción anual. De este modo encontramos países con grandes volúmenes de producción respecto a sus propias reservas, como los Estados Unidos y Canadá, y el caso opuesto, países con producciones reducidas frente a sus importantes volúmenes de reservas, como es el caso de Arabia Saudí.

La producción mundial de gas en 2015 alcanzó el valor de 3.500 billones de metros cúbicos, siendo Estados Unidos el principal productor con un 22% de la producción mundial. Del mismo modo que las reservas se han ido incrementando en los últimos años, la producción mundial de gas natural también se ha visto sometido a un drástico crecimiento de modo que en el periodo comprendido entre los años 2000 y 2013, la producción ha crecido un 40%. En la actualidad, Estados Unidos es el mayor productor mundial, con un 22 %, seguido de Rusia con un 16%. En Oriente Medio, entre Irán, Catar, Arabia Saudí y los Emiratos Árabes Unidos, se concentra el 15% de la producción mundial. En Extremo Oriente y Oceanía se produce el 10% del gas extraído, concentrándose en Australia, China, Indonesia y Malasia. Otros países en el resto de los continentes han ido uniéndose a este selecto club de los países productores de gas, como Nigeria, Guinea Ecuatorial, Perú, etc. Este crecimiento de la producción ha sido motivado por un crecimiento en la demanda en el mismo sentido, encontrándose las zonas de mayor consumo en Extremo Oriente, Rusia, América del Norte y Europa.

Como se ha comentado con anterioridad, desde mediados de los años 2000, una revolución se ha venido produciendo en el mundo del gas, con la extracción y producción de gas natural no convencional en los EE.UU. Esto está provocando la relocalización de industria intensiva en el uso de energía en EE.UU. que hasta entonces se encontraba desplazada en el exterior, debido a los menores precios del gas natural y también de la electricidad, cuyo precio marginal suele ser fijado por las centrales de ciclo combinado de gas. En esta nueva situación, la producción de gas estadounidense se ha incrementado en un 35% entre 2005 y 2013 (700 bcm) y la previsión es que esta situación continúe manteniéndose con lo que la producción seguirá creciendo, alcanzando los 1000 bcm en 2040. Gran parte de este volumen de gas procederá principalmente del área Marcellus ubicada en el nordeste del país. De este modo, Estados Unidos se está convirtiendo en un país netamente exportador de gas.

La definición del gas no convencional es imprecisa. El resultado final es el mismo que el gas obtenido de yacimientos convencionales. Sin embargo, su principal característica frente a estos es que el gas no convencional está atrapado en estructuras rocosas de baja permeabilidad, principalmente pizarras y areniscas, que necesitan ser movilizadas mediante técnicas de fracturación hidráulica para poder ser extraído el gas.

En opinión de la Agencia Internacional de la Energía, el desarrollo tecnológico y la explotación de yacimientos no convencionales iniciado en Estados Unidos se extenderá a otros países en los próximos años. Su previsión es que la producción mundial de gas procedente de este tipo de yacimientos alcanzará los 1700 bcm en 2040, constituyendo para entonces más del 30% de la producción mundial de gas natural.

A pesar de que se prevé que Estados Unidos continuará siendo el principal productor de gas natural procedente de yacimientos no convencionales, las mayores reservas de esta tipología se encuentran en China, Argentina y Argelia.

De cualquier modo, e independientemente del tipo de yacimiento de origen, según los estudios realizados por la Agencia Internacional de la Energía, Oriente Medio y China liderarán la producción mundial en los próximos años, junto con Estados Unidos, Rusia, Australia y nuevos orígenes emergentes en África y América Latina. La producción iraní también crecerá, pero estará más enfocada al consumo interno y en todo caso parcialmente a la exportación a los países limítrofes. Solo Europa se estima que reducirá su producción.

El comercio internacional se espera que se siga expandiéndose, creciendo el comercio de gas natural licuado más rápidamente que el gas transportado por gasoducto. En consonancia con esta situación se prevé un gran desarrollo de las plantas flotantes de gas natural licuado.

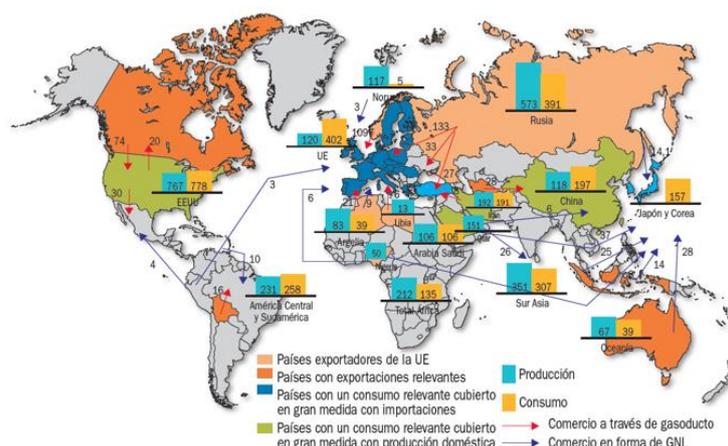
Del mismo modo que en la actualidad, el principal destino de este gas continuará siendo para la cobertura de las necesidades para la producción de energía eléctrica.

A pesar del tremendo crecimiento en el transporte internacional de gas natural licuado en las últimas cuatro décadas, el comercio internacional de gas sigue todavía estando dominado por el transporte por tubería a través de las interconexiones fronterizas entre distintos países. En la actualidad, prácticamente el 70% del gas que se produce no traspasa las fronteras y se consume en el propio país de origen mientras que el 30% restante se exporta a otros países. De esta cantidad, un 20% aproximadamente se transporta a países cercanos a través de gasoductos y el 10% restante es licuado y transportado en buques metaneros a destinos más distantes. Extremo Oriente, el Sureste Asiático y Europa son áreas deficitarias en producción propia de gas, mientras que Oriente Medio, Rusia, Oceanía y África al ser zonas excedentarias son sus proveedores naturales. En Europa, el transporte de gas a través de interconexiones alcanza el 43% del gas consumido y solo el 6% procede de gas natural licuado, siendo el resto producción propia. En los países de la zona Asia/Pacífico la situación se invierte, debido a factores geográficos, siendo el 36% del consumo de gas procedente de gas natural licuado y solo el 9% procede de gas importado a través de conexiones internacionales, siendo el resto producción propia.

En general se considera que es económicamente más ventajoso transportar el gas por vía marítima en forma de gas natural licuado cuando la distancia entre el país de origen y el de destino supera los 3500 km. En caso contrario suele ser preferible su transporte por gasoducto. El comercio internacional de gas históricamente ha tenido un alcance regional debido a las grandes inversiones en infraestructuras necesarias para construir las redes de transporte y distribución necesarias para llegar a los clientes finales. Sin embargo, desde los años sesenta del pasado siglo ha habido una tendencia general hacia la reducción de costes gracias a los avances tecnológicos en la cadena de valor del gas natural licuado, todo ello ayudado por un crecimiento sostenido de la demanda de gas.

En los últimos quince años las exportaciones de gas a otros países han crecido de un modo constante, siendo el crecimiento medio en el periodo de las exportaciones de gas natural licuado superior a las efectuadas a través de gasoductos, esto es un 7,5% frente a un 4%. La producción y el transporte del gas natural requieren grandes inversiones a lo largo de toda su cadena logística. En el caso del gas natural transportado por tubería los mercados de destino se caracterizan por ser mercados regionales y restringidos geográficamente. En contraposición, el mercado del gas natural licuado se caracteriza por ser un mercado global constituido por dos grandes áreas geográficas, la Atlántica, formada por los países productores y consumidores costeros con dicho océano y la conocida como Asia/Pacífico formada por los países ubicados en dicha zona. En la primera se centra aproximadamente el 25% de la demanda mundial de gas natural licuado mientras que en la segunda se concentra la mayor proporción, el 75%, mayoritariamente en Japón, Corea del Sur, Taiwán y más recientemente China e India. Aunque se hable de dos zonas, en ningún modo pueden considerarse áreas separadas y aisladas entre sí.

El comercio internacional de gas natural. Producción y principales flujos, en 2015 (bcm).



Fuente: ACER (2016). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Natural Gas Markets in 2015*. ACER. September 2016.

La evolución de los precios del mercado mundial de gas natural licuado depende de las reservas existentes junto con los niveles de producción y de demanda y de la capacidad para mover gas natural en forma de gas natural licuado desde sus países de origen a destinos lejanos y en muchos casos transoceánicos.

Como se ha comentado, este movimiento marítimo de gas natural licuado entre los países de origen y los de consumo, da lugar a dos áreas o zonas geográficas diferenciadas, aunque profundamente interrelacionadas. A mitad de camino entre ambas y por ello con capacidad de suministrar a cualquiera de las dos, dependiendo de donde sea mayor el precio pagado por el gas, los países productores de la península arábiga, principalmente Catar, mantienen un flujo constante hacia ambos mercados. A esto se unen las posibilidades de arbitraje entre ambos mercados en función de los diferenciales de precio que pueden existir entre ellos dando lugar a trasvases de volúmenes de gas licuado de un mercado a otro.

La industria del gas natural licuado ha tenido un desarrollo muy relevante desde que hace unos cincuenta años el buque Methane Princess realizase el primero de sus casi quinientas travesías. En 1970 esta industria estaba constituida únicamente por tres países exportadores y cinco importadores. Veinte años después, en 1990, el número de países exportadores era de ocho. En la actualidad veinte países exportadores y treinta países importadores mantienen un flujo permanente y creciente, con Catar habiendo emergido como el mayor exportador global. En los próximos años Australia y principalmente los Estados Unidos liderarán el crecimiento en las exportaciones de gas natural licuado.

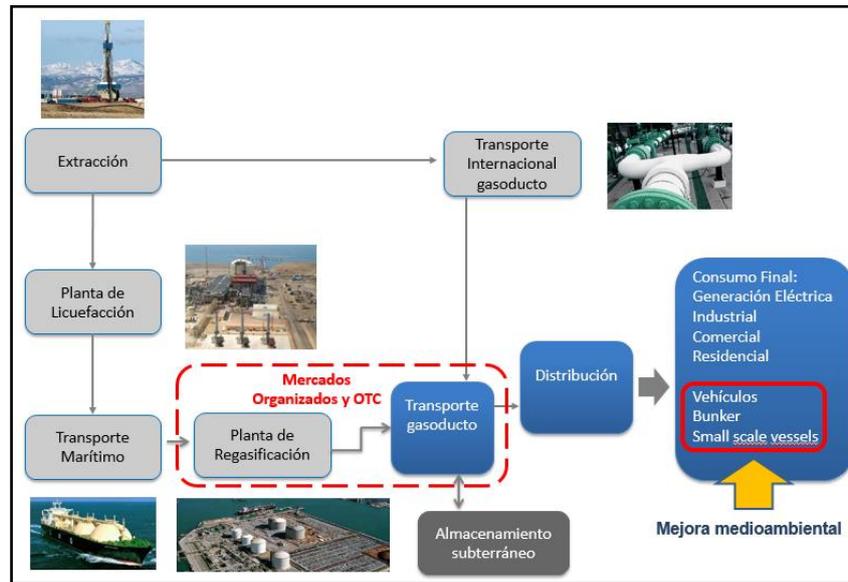
Este futuro crecimiento de las producciones desde Estados Unidos y Australia tiene su reflejo en las numerosas terminales de regasificación que han entrado en servicio en los últimos años y las que se espera poner en operación en los años venideros. Estados Unidos tiene prevista la puesta en funcionamiento de al menos dieciséis trenes de licuefacción antes de finalizar la presente década. Australia en el mismo periodo tiene en construcción un número de plantas de licuefacción que les permitirá duplicar su capacidad de exportación hasta alcanzar los 115 bcm anuales.

4. LA LOGÍSTICA DEL GAS NATURAL LICUADO Y SUS AVANCES

La cadena logística del gas natural es el conjunto de etapas por los que pasa dicho hidrocarburo desde que se encuentra en el yacimiento hasta que llega al consumidor final. Dependiendo de cómo se realice el transporte del gas natural, en estado gaseoso o líquido, la cadena estará constituida por diferentes etapas.

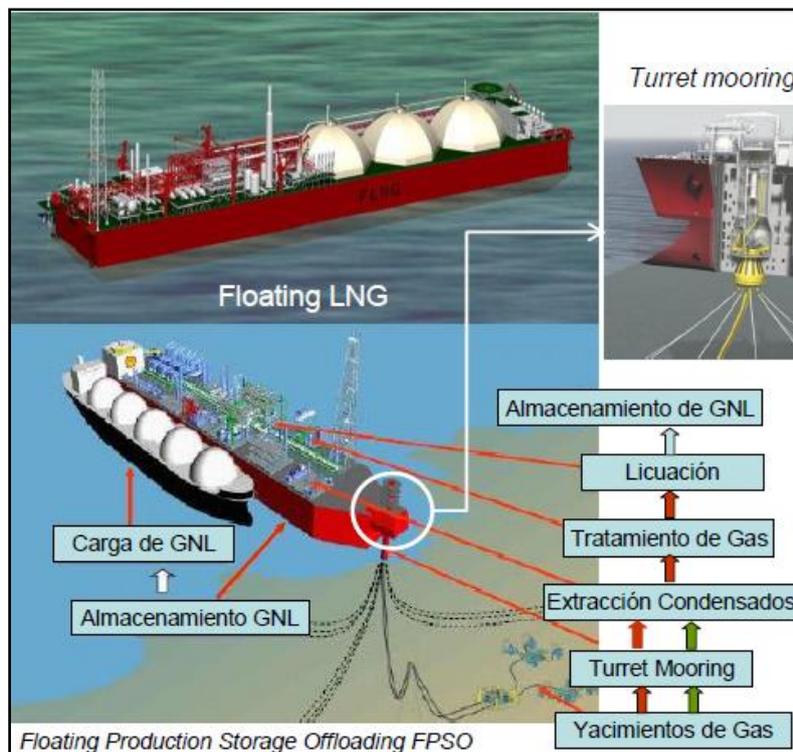
Esquemáticamente, el gas una vez extraído del yacimiento es filtrado y preparado para su transporte hasta la planta de licuefacción en la cual el gas pasará al estado líquido siendo susceptible de realizarse su carga y transporte mediante buques metaneros. Una vez el buque llegue a su destino, el gas natural licuado es descargado y almacenado en estado líquido en la planta de regasificación desde la cual se transformará de nuevo a estado gaseoso emitiéndose a la red de transporte de gas de alta presión desde la cual en algunos casos se producirá la conexión y el suministro al destino final y en otros casos desembocará en las redes de distribución a más baja presión que alimentan los restantes puntos de consumo de la red de gas. En el caso de transporte de gas a través de conexiones internacionales la cadena logística es más sencilla, obviando las etapas de licuefacción, transporte marítimo y regasificación, realizándose todo el transporte a través de redes de alta presión.

Dentro de la cadena logística del gas natural licuado se han producido importantes avances tecnológicos con la introducción y desarrollo de las tecnologías flotantes de regasificación y licuefacción de gas natural licuado que están teniendo una importante expansión que continuará en los próximos años.



Fuente: Elaboración propia

Por un lado, se dispone de las plantas flotantes de licuefacción (FLNG), usadas junto a plataformas de producción offshore, en aguas oceánicas, lo que permite eliminar las inversiones y costes en que se incurrirían en infraestructuras portuarias y construcción de tuberías submarinas. La primera planta (Preclude LNG, Australia) ha entrado en operación durante 2018, existiendo otros proyectos en construcción con destino a Malasia y Colombia.



Fuente: Shell

Por otra parte, existen las plantas de regasificación flotantes, que como su nombre indica y de un modo similar a las plantas flotantes de licuefacción, son buques con una construcción específica para contener las instalaciones necesarias para almacenar y regasificar el gas natural licuado y cuyo están físicamente ubicadas en una localización fija conectada a la red terrestre de gas. La primera planta de este tipo entró en servicio en 2007 y en la actualidad hay once en operación. Existen dos tipos:

- Las SRV, son buques metaneros que realizan el transporte marítimo y tienen capacidad de regasificar en destino. Se utilizan para pequeñas operaciones.
- Las FSRU, son plantas que mantienen un atraque permanente. Tienen mayores capacidades que las anteriores y son las más extendidas.

Las ventajas de este tipo de tecnología frente a las plantas convencionales ubicadas en la costa es que tienen menores tiempos de construcción, menores costes de inversión para tamaños pequeños y medios y mayor flexibilidad en la operación.

Numerosos países con consumos de gas más fluctuantes o situaciones geopolíticas complicadas están apostando por esta tecnología de regasificación. Buenos ejemplos de ello son, Argentina, Brasil, Israel y Pakistán.

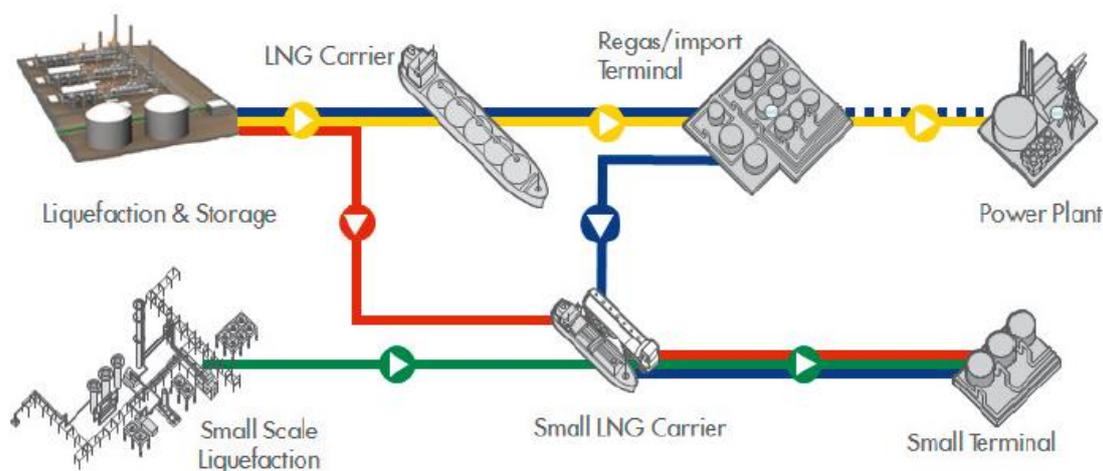
De este modo la cadena logística del gas natural licuado que contemplase ambas tecnologías quedaría representada con un esquema como el que sigue:



La flota actual de buques metaneros está constituida por aproximadamente 450 barcos y 140 más en construcción principalmente en Japón y Corea del Sur, con un coste de inversión por buque de aproximadamente 300 millones de US\$. Del mismo modo que en la construcción de buques para otros destinos como los graneleros, petroleros o portacontenedores, ha habido una tendencia al gigantismo con objeto de aprovechar las economías de escala que ello genera. Buen ejemplo de este hecho ha sido la construcción de enormes buques destinados a la exportación del gas catari, buques Q-flex y Q-max, con capacidades para transportar 200.000 y 260.000 m³ de gas natural licuado.

Históricamente, la mayoría de los metaneros han estado ligados a proyectos de licuefacción concretos por lo que muchos productores directamente los adquirían o los contrataban mediante Pólizas de Fletamento a largo plazo, con una duración entre 10 y 15 años. No obstante, en la actualidad, aproximadamente un 5% de estos buques se construyen con fines especulativos destinados al mercado spot.

También en los últimos años se ha producido un desarrollo en lo que se conoce como “Small Scale LNG”. Las plantas de regasificación y licuefacción del tipo “Small Scale” son aquellas diseñadas para una capacidad pequeñas de emisión/recepción (1 Mill t/año) y para el atraque y recepción de buques metaneros con una capacidad de transporte menor de 30.000 m³ GNL. No obstante, la cadena logística de este tipo de suministro puede estar asociada a instalaciones de tamaño convencional. Este tipo de desarrollos suelen estar asociados a puntos de consumo donde no es posible su acceso mediante tubería o la situación geográfica o la demanda de gas de la zona no justifica la construcción de una planta de regasificación convencional de mayores dimensiones. Los primeros proyectos de este tipo han sido desarrollados en el Báltico y países escandinavos.



Fuente: Shell

5. LA CONTRATACIÓN DEL GAS NATURAL LICUADO Y LA FORMACIÓN DE PRECIOS

La producción, transporte, licuefacción y regasificación de gas son actividades intensivas en capital que requieren grandes inversiones. Por ello, los productores no acometen estos proyectos sin contar con ciertas garantías en cuanto a la venta de su producción a largo plazo.

Por ello, históricamente, la contratación de gas natural y gas natural licuado se ha venido caracterizando por la firma de contratos de largo plazo, con duraciones entre 15 y 25 años, con la posibilidad de prórroga de mutuo acuerdo.

Estos contratos se caracterizan por su rigidez y sus numerosas restricciones. Es muy común que se defina claramente el puerto de destino final del gas, no existiendo la posibilidad de cambiar el destino preestablecido y acordado contractualmente. Sin embargo, los cambios de funcionamiento en el mercado internacional de gas natural licuado han conducido a que se introduzcan mecanismos de flexibilidad relativos al destino en los contratos nuevos, e incluso, en algunos de los ya existentes.

Dado que son contratos de muy larga duración, es muy característico encontrar en ellos cláusulas de revisión de precios, que cualquiera de las partes puede invocar en determinados momentos, perfectamente definidos en el contrato si se producen cambios importantes en los mercados de gas o en los de destino de dicho gas. La activación de estas cláusulas suele dar origen a complejas negociaciones e incluso a procesos de arbitraje con objeto de dirimir el conflicto planteado.

Otra característica de estos contratos es el hecho que de antemano se establece la obligación para ambas partes, pero especialmente para el comprador de adquirir unos volúmenes firmes de gas anualmente. Dada la incertidumbre que puede tener una empresa compradora de gas en cuanto a sus necesidades futuras del mismo, suelen establecerse una serie de cláusulas con objeto de flexibilizar, en cierta medida, estas obligaciones de compras anuales. Es importante, remarcar que estos contratos disponen de lo que se conocen como cláusulas “Take or pay”, por las cuales el comprador está obligado a abonar el importe de la totalidad del volumen anual establecido contractualmente, independientemente de que realmente lo reciba o no, siempre y cuando esto no sea debido a una acción imputable al vendedor o a una situación de Fuerza Mayor. Estas medidas de flexibilidad van desde permitir al comprador una cierta variación en la cantidad anual que está obligado a recibir o pagar, en torno al $\pm 10\%$ del volumen anual establecido en contrato, hasta mecanismos para reducir el impacto de una situación “Take or pay” cuando esta se produce. Entre estos últimos mecanismos, el más habitual son las cláusulas conocidas como “Make-Up”, mediante las cuales se paga por adelantado la mayor parte del importe de un cargamento no recibido, pero el comprador tiene la posibilidad de recuperar dicho cargamento en años posteriores, a un precio similar al remanente pendiente por pagar. Menos habituales o con impacto más reducido son las cláusulas “Carry Forward”. En base a este tipo de cláusula, el comprador tiene derecho a comprar cantidades de gas superiores a la cantidad anual contractual y dichas cantidades reducirán sus obligaciones de compra en años posteriores.

Hasta principios del siglo XXI los precios del gas de este tipo de contratos estaban indexados mediante fórmulas lineales al Petróleo o distintos productos petrolíferos (Cotización Brent de petróleo en el Mar del Norte, Fuelóleo, Gasóleo, etc...). En los últimos años, con el desarrollo de los mercados organizados de gas en EE. UU. y Europa, han comenzado a aparecer contratos con precios indexados a índices de gas. En la actualidad los índices de gas más utilizados son los relativos al mercado organizado de gas británico (NBP), al mercado holandés (TTF), al estadounidense (Henry Hub) y al japonés (JKM).

La mayor parte del gas natural licuado que se mueve transoceánicamente se hace en base a contratos con duración a largo plazo, como los comentados. No obstante, desde principios del presente siglo han sido creciente el número de buques cuyos cargamentos se transaccionan en base a operaciones “spot”. Estos son aquellos disponibles en el mercado que pueden ser adquiridos, incluso individualmente, con entregas en el año en curso o en los meses siguientes al cierre de la operación. Su crecimiento ha sido espectacular, suponiendo en la actualidad en torno al 30% de las transacciones mundiales de gas natural licuado. Del mismo modo que en la contratación a largo plazo estas operaciones suelen realizarse a través de negociaciones bilaterales entre las partes, aunque también han ido apareciendo otras modalidades de contratación, como la organización de subastas de precio ascendente o sobre cerrado por parte de los vendedores o la introducción de empresas intermediarias, brokers. Esta modalidad de contratación es una forma muy adecuada como herramienta de gestión de puntas de demanda eléctrica o excesos de oferta. Se ha llegado a dar a nivel de países, como en Argentina, Brasil, Egipto, Israel, Jordania y Pakistán, en periodos de baja hidraulicidad, esto es de poca disponibilidad de agua embalsada para producir electricidad con alta demanda eléctrica.

El precio del gas natural licuado está influido por muy distintos factores, por un lado, aquellos que afectan a la producción de este combustible; nuevas explotaciones disponibles, avances tecnológicos, nuevas infraestructuras gasistas, por otro los que afectan a su demanda; crecimiento económico, factores climáticos y en ambos casos; los factores geopolíticos, regulatorios y evolución de los precios del petróleo y de los distintos mercados gasistas organizados. Todo ello hace que sus precios puedan tener una gran volatilidad y sean difíciles de prever.

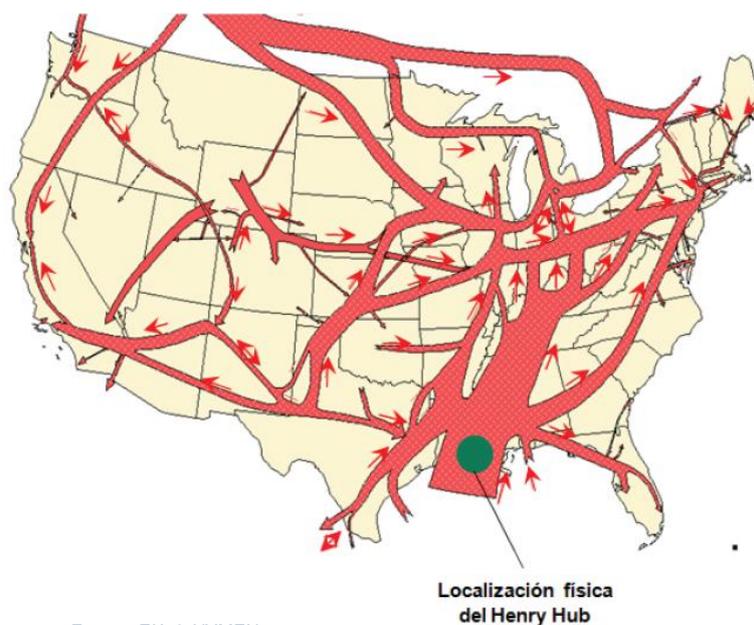
Esta variabilidad de los precios del gas ha motivado que en los últimos veinte años se hayan ido desarrollando el uso de puntos virtuales en las redes de gas donde se realizan las transacciones y en los cuales pueden llegar a organizarse mercados organizados de compra/venta de gas. El nombre comúnmente utilizado para estos puntos virtuales es Hub. Un hub es una localización geográfica dentro de un sistema gasista en la que se puede transferir la propiedad legal de gas, spot y/o futuro, entre diferentes agentes del mercado. Los hubs pueden referirse a un punto físico donde confluyen varios gasoductos de transporte o instalaciones de recepción de gas, que es el caso de los hubs físicos, o bien a un punto virtual dentro de un sistema de gasoductos, que es el caso de los hubs virtuales.

Los hubs se utilizan principalmente como ámbito de negociación de operaciones conocidas como OTC (Over the counter), esto es operaciones bilaterales o a través de bróker entre dos contrapartes. En general, en los hubs se negocian estas transacciones de gas para cubrir ajustes entre la oferta o demanda de un agente, esto es variaciones en las necesidades en el corto plazo, para equilibrar las existencias disponibles de gas de un agente o simplemente como operaciones de *trading* especulativo, con objeto de conseguir potenciales ganancias.

Como se ha indicado, dentro de un hub gasista puede desarrollarse un mercado organizado de gas si un tercer agente, conocido como operador de mercado, proporciona una plataforma de mercado, esto es un sistema de información que permita la negociación, y asume el papel de contraparte en las negociaciones, de modo que las operaciones de compra/venta y los acuerdos contractuales se realizan a través suyo y de un modo totalmente opaco entre las contrapartes vendedora y compradora, del mismo modo que en la Bolsa de valores. En general, se usan para cubrir ajustes de flexibilidad de la oferta o demanda de gas en el corto plazo, para equilibrar las existencias de gas de un agente, para la cobertura de riesgos de precio en el corto o medio plazo o también para el trading especulativo.

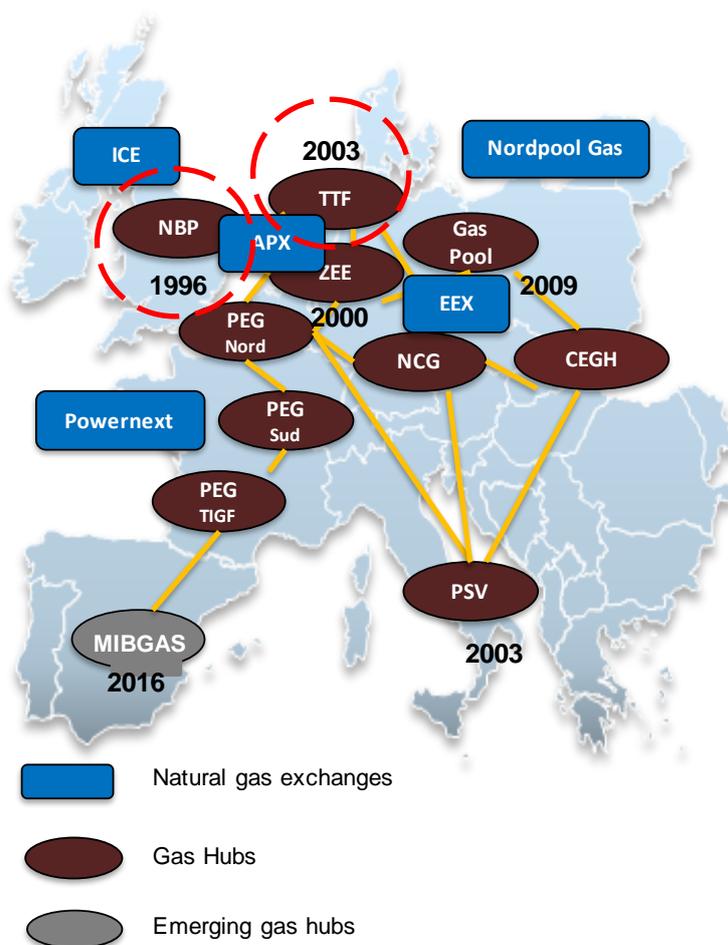
Los productos que se negocian en estos mercados suelen ser productos a corto plazo o spot, con entrega en el día o días siguientes al de realización de la operación o productos con entrega futura, siguientes meses, trimestres e incluso años.

El primer hub y mercado organizado de gas que estuvo operativo fue el “Henry Hub” estadounidense creado en 1988. A diferencia de la mayoría de los hubs existentes no es un punto virtual, sino un punto físico donde se unen numerosos gasoductos, ubicado en la costa del golfo de Méjico. Es el mayor hub gasista, físico y financiero, del país y uno de los centros de interconexión de gas natural más importantes del mundo. Ha tenido un elevado desarrollo en el número de transacciones que se han realizado en su seno, creciendo a un ritmo medio superior al 25% anual desde 2006. Dependiente de este hub, en Estados Unidos, existen veinticuatro hubs regionales con precios referenciados al Henry Hub.



Fuente: EIA & NYMEX

La evolución de los hubs en los distintos países europeos ha sido muy variable, existiendo casos como el británico y el holandés donde se disponen de mercados organizados con numerosos agentes y transacciones o el español que inició su andadura hace aproximadamente tres años y cuya evolución está en una fase inicial de desarrollo. En el caso europeo predominan los hubs ubicados en un punto virtual de la red de transporte gasista. El desarrollo de estos ha sido claramente acelerado por la promoción regulatoria de los mismos realizada desde los organismos competentes de la Unión Europea.



Fuente: CNMC

6. CONCLUSIONES

En conclusión y para finalizar, hay que tener en cuenta que una serie de factores tendrán un efecto muy relevante en el mercado mundial de gas natural licuado en los próximos años:

- El gas natural, originariamente una materia prima energética regional, se ha globalizado en las últimas décadas en gran medida gracias al desarrollo del gas natural licuado. Esta tendencia se verá potenciada en los próximos años, esperándose un mayor

crecimiento porcentual en las exportaciones marítimas de gas natural licuado frente a las transfronterizas de gas natural a través de gasoductos.

- b) El incremento de las exportaciones de gas natural licuado desde Estados Unidos, con precios indexados al índice de referencia en dicho país, el Henry Hub, probablemente originará que dicho índice tenga una importante influencia en la formación de los precios no solo americanos sino europeos y asiáticos. Juntamente con Australia promoverá un mayor desarrollo del mercado spot de gas natural licuado, lo que redundará en la seguridad de suministro y limitará los efectos nocivos de factores geopolíticos en los precios del gas.
- c) La demanda asiática continuará teniendo un papel muy relevante, además de Japón y Corea del Sur, India y principalmente China aportarán gran parte del crecimiento en esta zona geográfica.
- d) Importantes incógnitas de cómo puede afectar al mercado global de gas natural licuado se abren con futuras nuevas demandas en la costa occidental africana y con la entrada de nuevas producciones en plataformas marinas off-shore en las costas de Mozambique y Tanzania, actualmente en exploración.
- e) Los avances tecnológicos y en concreto la extensión en el uso de las plantas de licuefacción y regasificación flotantes, los desarrollos de proyectos de “Small Scale” y el gas destinado como combustible de buques tendrán una considerable influencia en el futuro del gas natural licuado a nivel mundial.
- f) Finalmente, la generación de energía eléctrica continuará siendo el principal destino del gas, siendo en muchos países el gas el combustible fósil de respaldo principal para la cobertura de la demanda eléctrica y principalmente hasta que no existan sistemas de almacenamiento de energía renovable a precios competitivos.